

**Maura Renata de Toledo Carvalho**

**ESTUDO EXPERIMENTAL DO EFEITO DA ARGILOSIDADE SOBRE  
AS PROPRIEDADES PETROFÍSICAS DE SOLOS**

Trabalho de Conclusão de Curso  
(Bacharelado em Geologia)





UFRJ

**Maura Renata de Toledo Carvalho**

**ESTUDO EXPERIMENTAL DO EFEITO DA ARGILOSIDADE SOBRE AS  
PROPRIEDADES PETROFÍSICAS DE SOLOS**

Trabalho de Conclusão de Curso de  
Graduação em Geologia do Instituto de  
Geociências, Universidade Federal do Rio  
de Janeiro – UFRJ, apresentado como  
requisito necessário para obtenção do grau  
de Bacharel em Geologia.

Orientadora:

Profª Dra. Gleide Alencar do Nascimento  
Dias

Rio de Janeiro

Junho de 2013

CARVALHO, Maura Renata de Toledo

**Estudo experimental do efeito da argilosidade sobre as propriedades petrofísicas de solos** / Maura Renata de Toledo Carvalho - - Rio de Janeiro: UFRJ / IGeo, 2013.

ix, 40 p. : il.; 30cm

Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Geologia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências, Departamento de Geologia, 2013.

Orientadora: Profª Dr. Gleide Alencar do Nascimento Dias.

1. Geologia. 2. Instituto de Geociências – Trabalho de Conclusão de Curso. I. Profª Dr. Gleide Alencar Dias do Nascimento. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências, Programa de Pós-graduação em Geologia. III. Título.

Maura Renata de Toledo Carvalho

**ESTUDO EXPERIMENTAL DO EFEITO DA ARGILOSIDADE SOBRE AS  
PROPRIEDADES PETROFÍSICAS DE SOLOS**

Trabalho de Conclusão de Curso de  
Graduação em Geologia do Instituto de  
Geociências, Universidade Federal do Rio  
de Janeiro – UFRJ, apresentado como  
requisito necessário para obtenção do grau  
de Bacharel em Geologia.

Orientadora:

Profª Dra. Gleide Alencar Dias do  
Nascimento

Aprovada em: 26.06.2013

Por:

---

Gleide Alencar do Nascimento Dias (UFRJ)

---

Helena Polivanov (UFRJ)

---

Antonio Nuno de Castro Santa Rosa (UFRJ/UNB)

**À minha irmã Maria José , ao meu  
cunhado André e a mais nova integrante  
da família, minha sobrinha Helena.**

## **Agradecimentos**

Primeiramente queria agradecer a Deus por toda força e providência durante esses anos de graduação.

Aos meus pais, Mauro e Maria, por todo amor, carinho e confiança a mim depositado e por estarem sempre ao meu lado, me incentivando a sempre seguir em frente apesar de todas as dificuldades.

A minha irmã, Maria José pela força e carinho.

Agradeço ao minha orientadora Prof. Dr. Gleide Alencar, pela sua atenção, paciência e confiança durante a confecção desse trabalho.

Ao professor Agnelo, pela orientação, disponibilidade e compreensão.

Ao laboratório de petrofísica da UFRJ pelo auxílio na utilização do porosímetro.

A todos grandes amigos que fiz durante a graduação, em especial Kelly, Clarissa, Raquel, Daniele, Monica, Sérgio e Carol onde a ajuda foi essencial durante o todo o trabalho do final de curso.

E por fim a todos que contribuíram para a realização deste trabalho.

## Resumo

CARVALHO, Maura Renata de Toledo. **Estudo experimental do efeito da argilosidade sobre as propriedades petrofísicas de solos**. 2013. ix, 40 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Geologia) – Departamento de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

Este trabalho teve por objetivo avaliar o efeito da argilosidade sobre as propriedades físicas em solos, com ênfase nas propriedades do meio poroso. Para isto, foi utilizado o permo-porosímetro á gas, baseado na variação de pressão em câmara confinante, enquanto os valores de permeabilidade são obtidos pela lei de Darcy.

Salientou-se o desenvolvimento do método para análise de sedimentos inconsolidados com o equipamento já que o mesmo fora projetado apenas para sedimentos consolidados. Isto incluiu a preparação do invólucro da amostra e estudos da determinação das pressões e fluxos de fluidos a serem aplicados nas amostras fundamentados em publicações científicas.

Os valores obtidos de permeabilidade e porosidade foram utilizados na estimativa de outro parâmetro físico dos sedimentos, a superfície específica dos grãos através da equação de Kozeny-Carman, cujo o valor da constante recomendado é igual a 5, para o uso de fluxos em meios porosos inconsolidados.

Nos resultados notou-se um comportamento inversamente proporcional da superfície específica com a permeabilidade, pois em sedimentos semi-esféricos e inconsolidados, amostras menos permeáveis apresentam granulometria mais fina e, conseqüentemente, maior superfície específica.

Palavras-chave: argilosidade; permeabilidade ; porosidade

## ***Abstract***

CARVALHO, Maura Renata de Toledo. **Estudo experimental do efeito da argilosidade sobre as propriedades petrofísicas de solos**. 2013. ix, 40 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Geologia) – Departamento de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

This final course work aimed to evaluate the effect of shaliness on the physical properties of clay soils, with emphasis on the properties of porous media. For this, we used a porosimeter permo-gas based on the pressure variation on confining chamber, in order to obtain values of absolute permeability and porosity effective in unconsolidated sediments (soils). The values for pore volume are obtained by Boyle Mariotte law, which relates the variation of pressure and volume of an ideal gas at constant temperature, while permeability values are obtained by Darcy's law.

It was also emphasized, the development of a method for analysis of unconsolidated sediments with the equipment since it was designed only to consolidated sediments.

This includes the envelope of the sample and theses suitable for the determination of pressures and flows. The measured values for permeability and porosity were used in estimating other physical parameter of the sediments, the specific surface of the grains, through the Kozeny-Carman equation equal to 5, which is recommended for flow in porous unconsolidated.

It is noted conduct inversely proportional to the specific surface permeability as sediment semi-spherical and unconsolidated permeable samples exhibit less finer particle size and, consequently, greater specific surface area.

Keywords: shaliness; permeability, porosity.



## Lista de Figuras

|                  |   |    |
|------------------|---|----|
| <b>Figura 1</b>  | - Exemplos de arenitos cimentados.....  | 18 |
| <b>Figura 2</b>  | - Poros e fissuras.....   | 19 |
| <b>Figura:3</b>  | - Porosidade intergranular.....   | 19 |
| <b>Figura:4</b>  | - Porosidade intragranular.....   | 20 |
| <b>Figura:5</b>  | - Fraturas e fissuras.....  | 20 |
| <b>Figura 6</b>  | - Porosidade Vulgar.....  | 20 |
| <b>Figura 7</b>  | - Arranjo esquemático do aumento de porosidade pela substituição de partículas maiores por finas partículas de argila.....    | 24 |
| <b>Figura 8</b>  | - Fotografia do porosímetro:A)Tela de leitura de dados. B)Computador. C)Câmara de confinamento. D)Cilindro de gás.....        | 26 |
| <b>Figura 9</b>  | - Esquema de funcionamento do porosímetro (Cupertino, 2005).....  | 27 |
| <b>Figura 10</b> | - Esquema de funcionamento do permeâmetro (Cupertino, 2005).....  | 28 |
| <b>Figura 11</b> | - Amostras inconsolidadas encapsuladas por alumínio nas laterais e telas de aço inoxidável nas extremidades (escala: cm)..... | 30 |

**Gráfico 1** – Relação do teor de areia com a porosidade. A porosidade é alta em amostras com pouco ou muito teor de argila (os pontos em azul escuro representam as medidas obtidas de porosidade de 22 amostras no permoporosímetro, os destaques em azul e vermelho correspondem as medidas que se afastaram a curva de ajuste quadrática, quanto mais próximo os pontos da curva melhor o ajuste ( $R^2$ ) ) .....31

**Gráfico 2** – Relação do teor de areia com a permeabilidade. Permeabilidade decresce exponencialmente com o aumento da quantidade de argila (os pontos em azul escuro representam as medidas obtidas de permeabilidade de 22 amostras no permoporosímetro) ...32

**Gráfico 3** – Relação do teor de areia com a superfície específica. A superfície específica aumenta linearmente com o aumento da quantidade de argila (os pontos em azul escuro representam as medidas obtidas de superfície específica das 22 amostras relacionadas em Eq.4 das medidas do permoporosímetro, a linha em preto corresponde a curva de ajuste linear, quanto mais próximo os pontos da curva melhor o ajuste ( $R^2$ ) ) .....33

**Gráfico 4** – Relação da densidade com a porosidade. Nota-se que não há uma relação aparente entre densidade e a porosidade (os pontos em azul escuro representam as medidas das 22 amostras obtidas de densidade relacionadas a Eq. 6 das medidas do permoporosímetro).....33

**Gráfico 5** – A densidade diminui linearmente com o aumento da quantidade de caulinita (argila) (os pontos em azul escuro representam as medidas obtidas de densidade das 22 amostras com o aumento da quantidade das micro-esferas, a linha em preto corresponde a curva de ajuste linear, quanto mais próximo os pontos da curva melhor o ajuste ( $R^2$ ) ) .....34

**Gráfico 6** – Permeabilidade decresce exponencialmente com diminuição dos valores de densidade (os pontos em azul escuro representam as medidas obtidas de permeabilidade das 22 amostras com o aumento da quantidade das micro-esferas) .....34

**Gráfico 7** – Superfície específica diminui linearmente com aumento dos valores da densidade (os pontos em azul escuro representam as medidas obtidas de densidade das 22 amostras com o aumento da quantidade das micro-esferas, a linha em preto corresponde a curva de ajuste linear, quanto mais próximo os pontos da curva melhor o ajuste ( $R^2$ ) ) .....35

## Sumário

|                                      |     |
|--------------------------------------|-----|
| Agradecimentos .....                 | vi  |
| Resumo .....                         | vii |
| <i>Abstract</i> .....                | v   |
| iii                                  |     |
| Lista de figuras .....               | ix  |
| 1 INTRODUÇÃO .....                   | 15  |
| 1.1 Caracterização do Problema ..... | 16  |
| 1.2 Objetivos.....                   | 17  |
| 2.FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA .....        | 17  |
| 2.1 Porosidade.....                  | 17  |
| 2.2                                  |     |
| Permeabilidade.....                  | 21  |
| 2.3 Superfície Específica.....       | 23  |
| 3 PROCEDIMENTOS EXPERIMENTAIS.....   | 24  |
| 4 RESULTADOS E DISCUSSÕES.....       | 30  |
| 5 CONCLUSÕES.....                    | 35  |
| REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....      | 37  |
| Anexo A.....                         | 40  |



# 1 INTRODUÇÃO

O índice de propriedades petrofísicas como porosidade e permeabilidade são parâmetros essenciais para a simulação de fluxo e consequente gerenciamento de reservatórios de petróleo, gás ou água subterrânea. Aplicações importantes dessas propriedades são também encontradas em estudos de caracterização geoambiental, onde esses parâmetros têm grande impacto na avaliação de possíveis expansões de plumas contaminantes.

Diversos autores (Tosaya & Nur, 1982; Castagna *et al.*, 1985; Han *et al.*, 1986; Zahaf & Tiab, 2002) relatam o efeito da argilosidade sobre as propriedades petrofísicas de sedimentos e de seus agregados, bem como o consequente impacto sobre as velocidades de propagação das ondas elásticas nesses materiais. Essas velocidades são fortemente dependentes da composição e da porosidade dos sedimentos. Por sua vez, a porosidade e a permeabilidade dos sedimentos são fortemente controladas pelo teor e distribuição e dos argilominerais contidos nesses materiais. A quantificação ampla do efeito da argilosidade sobre sedimentos naturais é muito difícil, principalmente porque é quase impossível mostrar um mesmo tipo sedimentar com teores de argila variando de zero a cem por cento.

Por essa razão, neste trabalho foi utilizado um padrão sintético de sedimento composto por micro-esferas de vidro com diâmetro de 0,7 mm (característico de uma areia média) e com dosagens variadas, em peso e por amostra, de caulinita pura com granulometria correspondente ao passante em peneira de 200 mesh.

### 1.3 Caracterização do Problema

Propriedades petrofísicas de solos como porosidade, permeabilidade, superfície específica, velocidades de ondas elásticas, entre outras, são reconhecidamente afetadas pela presença de argilo-minerais no solo. No entanto, poucos estudos experimentais têm sido realizados no Brasil com o objetivo de quantificar esse efeito da argilosidade sobre as propriedades petrofísicas dos nossos solos.

Isso provavelmente ocorre pela pequena disponibilidade de recursos laboratoriais, voltados para estudos petrofísicos, nos institutos de pesquisa brasileiros. O Laboratório de Petrofísica do Departamento de Geologia da UFRJ dispõe de equipamentos dedicados à medição de propriedades físicas de rochas, minerais e solos. Atualmente se encontram instalados um permo-porosímetro a gás (nitrogênio) que realiza medições de porosidade efetiva e permeabilidade absoluta em amostras de rochas e solos sob pressão confinante.

Segundo Cupertino (2005), o qual desenvolveu um estudo de medição das propriedades do meio poroso (porosidade e permeabilidade) em um conjunto de amostras de solos arenosos, observou-se que os resultados experimentais eram bastante interessantes sobre o impacto dos sedimentos finos (os quais estavam presentes numa parcela muito pequena) sobre essas propriedades, além de ter demonstrado também a viabilidade do uso do permo-porosímetro a gás para a medição dessas propriedades em solos.

No entanto, não se compreende bem ainda se para solos de mais elevado índice de argilosidade o equipamento (permo-porosímetro a gás) pode ainda ser utilizado com eficiência para a medição das propriedades do meio poroso desse tipo de solo. Este estudo entretanto procurará contribuir no entendimento desse tipo de solo.

## 1.4 Objetivos

O objetivo deste trabalho foi avaliar o efeito da argilosidade sobre as propriedades físicas de solos argilosos, com ênfase nas propriedades petrofísicas do meio.

Para isto foi utilizado o equipamento permo-porosímetro a gás, baseado na variação de pressão em câmara confinante, com o intuito de obter valores de porosidade efetiva e permeabilidade absoluta em sedimentos inconsolidados (solos).

No procedimento foram utilizadas amostras sintéticas, usando diferentes proporções de quantidades de esferas de quartzo e argila, com a intenção de criar um padrão granulométrico das amostras a serem analisadas.

## 2.FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

### 2.1 Porosidade

A porosidade é a propriedade petrofísica das rochas sedimentares e está relacionada com a capacidade de armazenamento de fluídos e expressa a fração do volume total de uma rocha que pode ser ocupada por fluido.

Sendo assim, a porosidade de uma amostra de rocha é definida, em percentual, como a relação entre o volume de espaços vazios,  $V_v$ , e seu volume total,  $V_t$ , Eq.1. O volume total de uma rocha é constituído pelo dos poros e pelo volume de material sólido Eq.2.

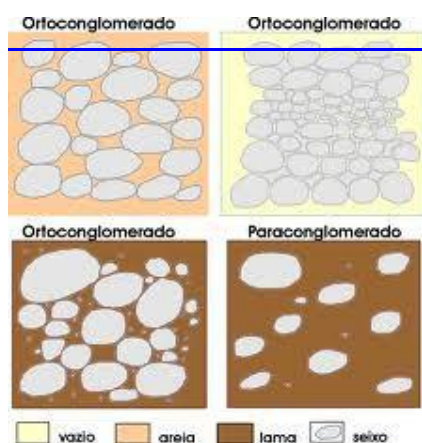
$$\phi(\%) = \frac{V_v}{V_t} \cdot 100 \quad (1)$$

$$V_t = V_v + V_s \quad (2)$$



Estudos geológicos mostram que a porosidade pode ser classificada em primária, original ou deposicional e secundária ou pós-deposicional.

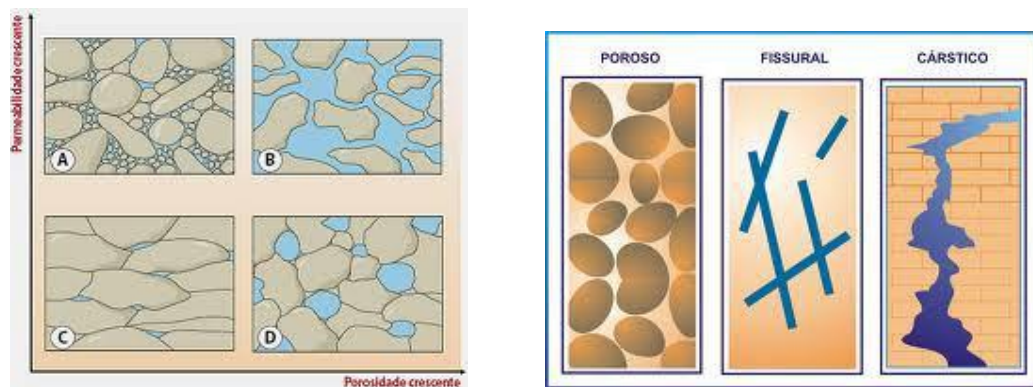
**Porosidade primária:** é controlada pelos espaços vazios que se formam durante os processos de acumulação e sedimentação, a partir da superposição das partículas (Fig 1). Podemos destacar: a) a porosidade intergranular dos arenitos, que refere-se aos espaços naturalmente existentes entre os grãos sólidos das areias, b) porosidade intergranular dos calcários, os grãos sólidos são representados por carapaças ou esqueletos carbonáticos como os fragmentos de conchas.



**Figura 1** - Exemplos de arenitos cimentados. Fonte: Milena Oliveira (2012)

**Porosidade secundária ou pós-deposicional:** refere-se aos espaços vazios que se desenvolvem no corpo rochoso após sua consolidação ou resultante de algum tipo de atividade ou processo geológico subsequentes ao período de litificação dos sedimentos.

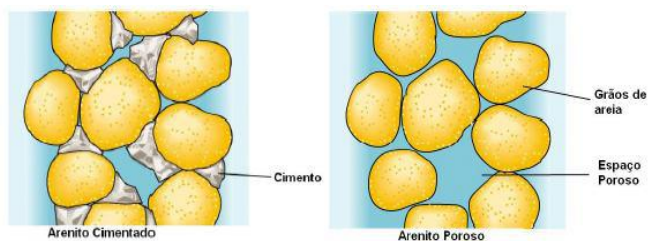
Como exemplo, destaca-se o desenvolvimento de fraturas nos arenitos, folhelhos, calcários e embasamento. A porosidade secundária poderá ocorrer através de vugos, mais conhecida como porosidade vugular, que pode ocorrer devido a dissoluções carbonática (Fig.2).



**Figura 2** - Poros e fissuras. Fonte: Milena Oliveira (2012)

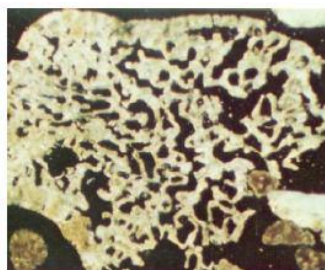
A porosidade pode ser classificada em relação a sua textura petrográfica, forma dos grãos (esfericidade e arredondamento), grau de seleção, compactação, dissolução, cimentação e grau de conexão entre os poros. Em relação a textura petrográfica a porosidade pode ser distinguida como:

a) **Porosidade intergranular:** Este é um tipo de porosidade primária decorrente do espaço vazio remanescente depois que a porosidade inicial foi reduzida por cimentação. A porosidade inicial depende do grau de seleção dos grãos (Fig.3).



**Figura 3** – Porosidade intergranular. Fonte: Milena Oliveira (2012)

b) **Porosidade Intragranular:** gerada por contração ou diminuição do tamanho dos grãos (Fig.4). .



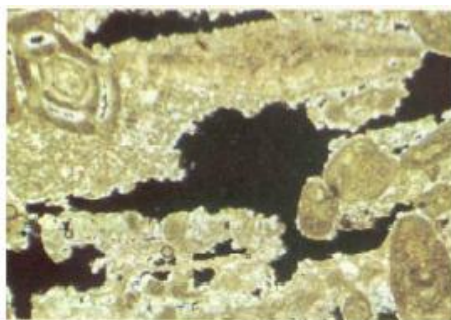
**Figura 4** - Porosidade intragranular. Fonte: Milena Oliveira (2012).

**c) Fraturas ou Fissuras :** É causada principalmente por ações mecânicas e químicas que ocorrem na rocha como processos de solução, dolomitização e fraturamento por choques. Estas são propriedades secundárias(Fig.5). .



**Figura 5** – Fraturas e fissuras.

**d) Porosidade vulgar :** Causada pela ação de microorganismos durante a gênese ou por ação química, podendo ser primária e/ ou secundária (Fig.6).



**Figura 6** - Porosidade Vulgar

A forma e o grau de conexão entre os poros não são facilmente classificados por possuírem uma geometria de espaços vazios muito complexa. Quanto mais esféricos e arredondados os

grãos, menores são os valores de porosidade, a porosidade aumenta com o incremento do grau de seleção e quanto maior a seleção, menor é o preenchimento dos espaços vazios por sedimentos mais finos. .

Em resultado as descrições dos fatores que afetam e constituem a porosidade nas rochas, esta pode ser classificada como: Porosidade Total e Porosidade Efetiva.

**Porosidade Absoluta ou Total:** representam percentagem total de espaços vazios das rochas, e a porosidade efetiva, que leva em conta somente os espaços porosos que estão interconectados. Esta distinção é importante na geologia do petróleo ou na hidrogeologia, porque a porosidade efetiva é mais importante comercialmente, pois é ela que governa a possibilidade de recuperação de petróleo ou produção de água subterrânea.

A porosidade efetiva de uma amostra é a razão entre o volume dos poros interconectados e o volume total da amostra. Podem existir na amostra, poros que não estão interconectados, este fato resulta numa porosidade residual.

A porosidade total, que é a soma da porosidade efetiva mais a porosidade residual, essa é obtida por métodos elétricos ou nucleares e não será discutida neste trabalho, bem como a porosidade residual.

## **2.2 Permeabilidade**

A permeabilidade caracteriza a habilidade das rochas (ou solos) em permitir a circulação de fluidos contidos em seus poros. Em 1856 Darcy demonstrou que a vazão de escoamento da água (volume fluido por unidade de tempo) em um meio poroso, era diretamente proporcional à seção transversal do meio, à diferença de carga hidráulica entre dois pontos e, inversamente, à distância percorrida pelo fluido. A constante de proporcionalidade dessa relação foi denominada de condutividade hidráulica (K). Por sua vez, a condutividade hidráulica, depende

de várias características, tanto do meio (permeabilidade intrínseca, porosidade, tamanho, forma e arranjo ou distribuição dos grãos) como do fluido usado (viscosidade e massa específica). A permeabilidade intrínseca ( $k$ ), também denominada de permeabilidade específica, é uma função do tipo do material poroso, granulometria e disposição estrutural (Eq. de Darcy 3)

$$K = \frac{2000P_1\mu Q_1 L}{(P_1^2 - P_2^2).A} \quad (3)$$

Onde:

$Q_1$  – Taxa de fluxo na pressão de injeção; (cc/sec)

$A$  – Área transversal da amostra; (cm<sup>2</sup>)

$K$  – Permeabilidade Absoluta (mD);

$\mu$  - Viscosidade (cP);

$L$  – Comprimento da amostra; (cm)

$P_1$  e  $P_2$ : Pressões de injeção e saída da amostra, respectivamente (Atm).

**Permeabilidade absoluta** : de um meio é a capacidade de fluxo de um fluido que satura 100% de seus poros interconectados e/ou fraturas.

**Permeabilidade efetiva** : é a capacidade de fluxo de um fluido na presença de um outro qualquer. Em uma rocha contendo óleo, gás e/ou água, cada um desses fluidos flui de acordo com a quantidade dos demais. Os fatores que influenciam na porosidade efetiva afetam também o valor da permeabilidade absoluta.

Apesar de ser aparentemente simples, a definição da permeabilidade é na realidade bastante complexa. A vazão do fluido aumenta à proporção em que aumenta o diferencial da pressão exercido sobre o mesmo. Por outro lado, esse fluido terá maior dificuldade em escoar, à proporção que sua viscosidade aumenta. Por exemplo, o gás escoa mais facilmente do que a água, a qual por sua vez escoa mais facilmente que o óleo.

A maioria dos reservatórios, aquíferos ou de petróleo, ocorre em camadas sedimentares terrígenas e/ou carbonáticas. Entretanto, várias outras rochas podem também apresentar porosidades e permeabilidades suficientes para serem consideradas localmente importantes como reservatórios de fluidos (folhelhos e/ou embasamento fraturado).

A complexa relação existente entre porosidade e permeabilidade está muito além da natureza deste trabalho, entretanto, de um modo geral, quanto mais porosa a rocha, maior é a sua permeabilidade. É conveniente lembrar que muito embora sedimentos finos (folhelhos e/ou calcilutitos) possam apresentar altas porosidades, a conseqüente diminuição do tamanho dos poros reduz grandemente a sua habilidade em transmitir fluidos (permeabilidade).

### **2.3 Superfície Específica**

Os valores de superfície específica podem refletir a granulometria dos sedimentos inconsolidados, não influenciados por processos de litificação e diagênese.

Considerando dois volumes iguais de sedimentos inconsolidados, aquele que apresenta maior superfície específica conseqüentemente apresenta granulometria mais fina, e o de menor superfície específica, granulometria mais grossa.

Existem vários métodos para medir a superfície específica, como por exemplo métodos ópticos, métodos baseados em adsorção, métodos baseados em fluxos de fluidos, e outros (Scheidegger, 1974). Neste trabalho usaremos o método indireto baseado em fluxos de fluidos em meios porosos para estimarmos a superfície específica. Este método consiste na utilização de fórmulas relacionando taxas de fluxo de fluidos através de meios porosos com suas áreas de superfície específica, o qual é equação de Kozeny-Carman, Eq.4 (Razão entre a superfície dos poros e o volume do meio poroso).

$$K = \frac{\phi^3}{CS^2_o(1-\phi)^2} \quad (4)$$

Onde:

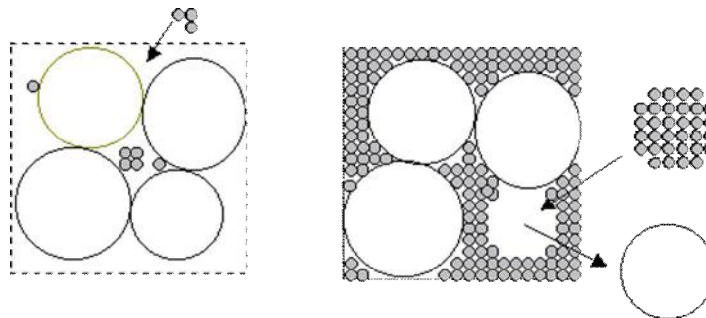
$\phi$  – Porosidade efetiva;

C – Constante de Kozeny-Carman (para solos = 5);

K – Permeabilidade absoluta;

$S_0$  - Superfície específica.

A superfície específica por volume sólido está intimamente relacionada ao tamanho do grão: quanto mais fino o tamanho do grão, maior o valor de  $S_0$ . A equação de Kozeny-Carman mostra a dependência da permeabilidade com a porosidade efetiva, especialmente em areias inconsolidadas. Ela é útil para explicar porque areias finas ou siltes com porosidade efetiva idêntica a areias grossas apresentam permeabilidades menores: com o decréscimo da granulometria, a superfície específica cresce e conseqüentemente, crescerá a resistência ao fluxo (Pettijohn *et al.*, 1987). Embora a equação de Kozeny-Carman funcione bem para a descrição da permeabilidade em areias uniformemente gradadas e alguns siltes, consideráveis discrepâncias são encontradas em argilas. O fator principal do insucesso da equação em solos extremamente finos é que a trama destes materiais não contém tamanhos de poros uniformes (Olsen, 1962 *apud* Mitchell, 1976). As partículas são agrupadas em agregados ou flocos que resultam em pequenos poros interagregados e grandes poros intra-agregados (Fig.7).



**Figura 7** - Arranjo esquemático do aumento de porosidade pela substituição de partículas maiores (representada pelos círculos em branco) por finas partículas de argila (representada pelos círculos em cinza)

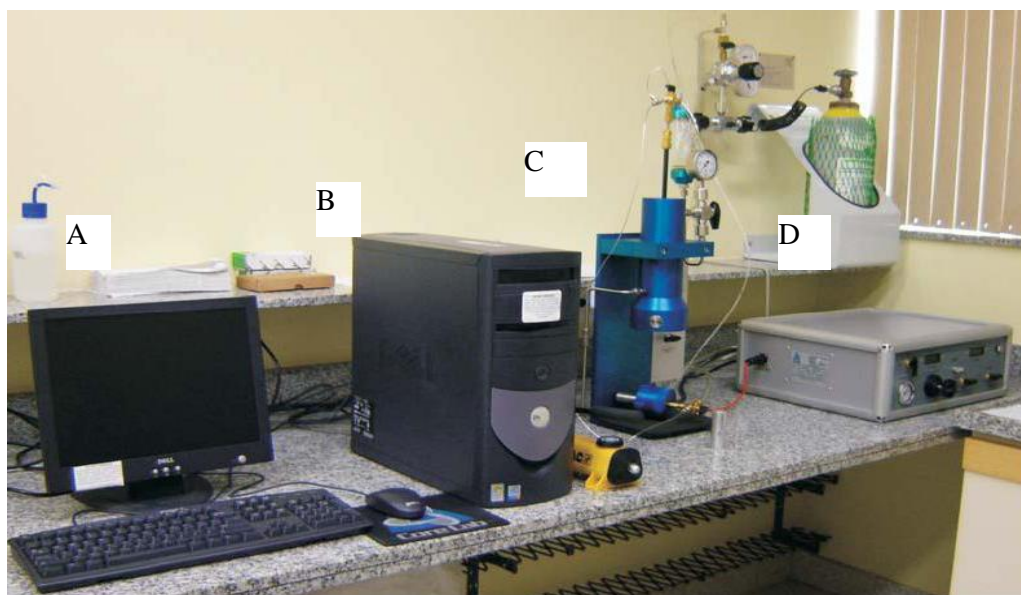
### 3. PROCEDIMENTOS EXPERIMENTAIS

Toda a infra-estrutura necessária ao desenvolvimento desse estudo se encontrou disponível no Laboratório de Petrofísica UFRJ. Para a obtenção dos valores de porosidade

efetiva e permeabilidade absoluta, foram empregados métodos de medição desses parâmetros por variação de pressão em câmara confinante, utilizando o equipamento permoporosímetro a gás - Ultra-Poro-Perm® 500 da *Core Laboratories Inc* (Fig. 8). Os recursos computacionais necessários (*hardware* e *software*) já se encontravam devidamente instalados.

Este equipamento é composto por uma câmara de confinamento para as amostras, um console de medição e controle, e um micro-computador acoplado que é dedicado à aquisição, processamento e armazenamento dos dados. As amostras devem ser previamente limpas e secas, e devem ser confinadas durante as medições, entre 400 psi e 10.000 psi. O limite inferior de pressão de confinamento é necessário para garantir que o gás não passará pelo espaço entre a amostra e a parede da câmara de confinamento. Já o limite superior de pressão permite que as medições possam ser realizadas em um ambiente que simula grandes profundidades, quando necessário. Para a medição das propriedades petrofísicas de sedimentos superficiais, cuja pressão corresponde à pressão ambiente, recomenda-se medir a várias pressões (acima de 400 psi), gerar uma curva de ajuste e extrapolar para a pressão ambiente. O uso de sedimento inconsolidado nesse equipamento exige uma preparação prévia das amostras, de modo a se obter uma amostra cilíndrica com dimensões bem definidas e facilmente mensuráveis. A densidade das amostras foi obtida simplesmente pela razão entre massa e volume. Para a medição dos volumes das amostras foi usado um paquímetro digital com precisão de centésimo de milímetro e para a medição da massa foi utilizada uma balança digital com precisão de décimo de grama.





**Figura 8:** Fotografia do porosímetro: A) Tela de leitura de dados. B) Computador. C) Câmara de confinamento. D) Cilindro de gás.

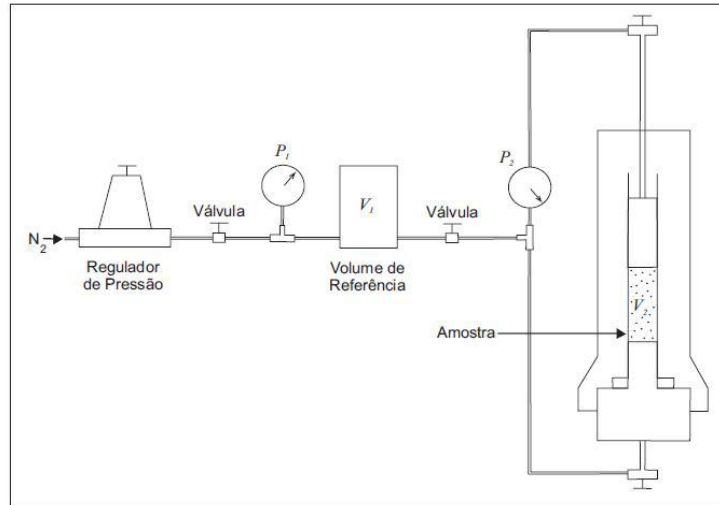
### Medição da Porosidade Efetiva

Os dados de porosidade calculados por medidas de laboratório são baseados na lei de Boyle-Mariotte, que relaciona a variação de volume e pressão de um gás ideal em temperatura constante.

Foi utilizado um porosímetro (UltraPoroPerm 500<sup>®</sup>) que possui uma câmara de gás de volume constante  $V_1$  (câmara de volume de referência), onde o gás nitrogênio é injetado e armazenado a uma pressão  $P_1$ . Esta câmara de gás está ligada à câmara de compressão da amostra de volume  $V$ . Quando a câmara de compressão da amostra contém um volume de amostra  $V_A$ , ela não pode conter mais do que  $V - V_A$  de volume de gás. Então, no momento em que a válvula de ligação da câmara de gás com a câmara de compressão é aberta, e o gás nitrogênio é liberado isotermicamente para penetrar na amostra, ocorrendo uma variação de volume ( $\Delta V$ ) e uma nova pressão  $P_2$  é medida.

$$P_1 V_1 = P_2 (V_1 + \Delta V), \quad (5)$$

onde  $\Delta V = V - V_A$ , ou seja,  $\Delta V$  é o volume de gás na amostra, ou em outras palavras, o volume de espaços porosos na amostra em  $\text{cm}^3$  (Cupertino, 2005). A Fig.: 9 apresenta o arranjo esquemático de funcionamento.



**Figura 9** - Esquema de funcionamento do porosímetro (Cupertino, 2005)

### Medição da Permeabilidade Absoluta

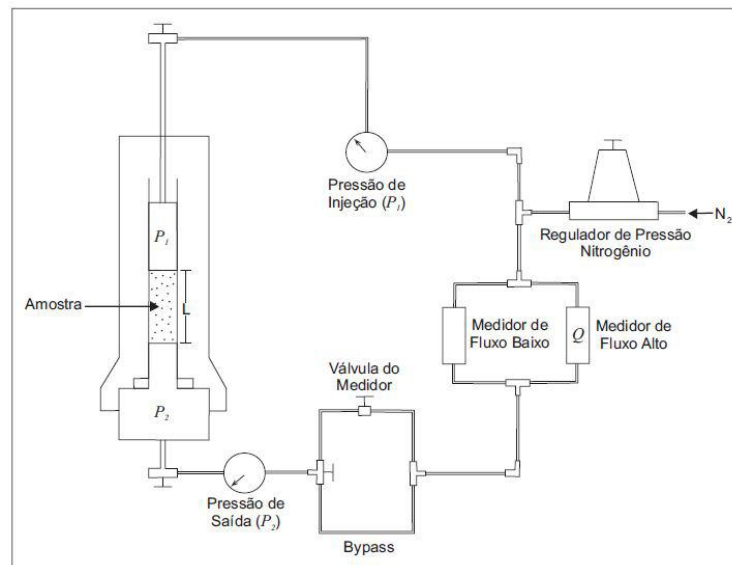
O equipamento usa a equação de Darcy, para calcular a permeabilidade a partir da taxa de fluxo medida a partir da Eq. 3. O permeâmetro a gás de nitrogênio (Fig. 8) funciona com uma taxa de fluxo constante regulada conforme o tipo de amostra a ser analisada, a fim de manter um fluxo laminar. Para se efetuar a medição de permeabilidade, é necessário que o operador forneça ao programa do UltraPoro-Perm® 500 o comprimento e o diâmetro da amostra.

O equipamento trabalha com uma pressão de injeção de 0 a 1,7 atm (0 a 25 psi), sendo que pressões abaixo de 0,034 atm (0,5 psi) não são recomendadas devido a desfavorável razão sinal/ruído. As pressões de injeção e saída da amostra são medidas e a diferença entre elas é calculada, fornecendo uma pressão diferencial que deve variar de no mínimo 0,0136 atm (0,2 psi) a no máximo 0,17 atm (2,5 psi).

Os dois medidores de fluxo de massa têm limites de 0,5  $\text{cm}^3$  a 50  $\text{cm}^3$  por minuto para a unidade de taxa de fluxo baixo e, limites de 5  $\text{cm}^3$  a 500  $\text{cm}^3$  por minuto para a unidade de taxa de fluxo alta. Estas taxas de fluxo podem ser reguladas por uma válvula que permite aumentar ou diminuir o fluxo antes de chegar ao medidor.

Como os sedimentos inconsolidados possuem, em geral, elevados valores de permeabilidade, todas as amostras medidas neste trabalho necessitaram de fluxos da ordem de 300 cm<sup>3</sup> por minuto, aproximadamente, e pressões de injeção entre 2,5 e 3,0 psi, para o estabelecimento de um fluxo darciniano na amostra e uma pressão diferencial mensurável. Portanto, foi usado sempre o medidor de taxa de fluxo alta.

Assim que as exigências de valores limites de pressão de injeção, de pressão diferencial e de taxa de fluxo são cumpridas, os valores de permeabilidade são calculados automaticamente pelo programa e, ao atingirem uma estabilidade, são armazenados pelo mesmo. A Fig. 10 apresenta o arranjo esquemático de funcionamento do permeâmetro.



**Figura 10** - Esquema de funcionamento do permeâmetro (Cupertino, 2005)

### Medição da massa específica

A massa específica é a relação da massa de uma substância pelo seu volume numa dada temperatura. É sinônimo de massa volumar e, em inglês, é chamada de *density*. Neste trabalho a massa específica foi calculada a partir da massa da amostra seca medida em balança digital e do volume das cápsulas utilizadas para cada amostra, onde se mediu o comprimento e diâmetro das cápsulas com paquímetro digital.

A unidade utilizada para a massa específica foi o grama por centímetro cúbico (g/cm<sup>3</sup>). O valor de massa específica é referente ao valor do volume total (*bulk density* -  $\rho_b$ ), ou seja, é

o somatório da densidade da matriz (*matrix density* -  $\rho_m$ ) mais a densidade do fluido nos poros (*fluid density* -  $\rho_f$ ), conforme a Eq.6:

$$\rho_b = \rho_m(1 - \phi) + \rho_f\phi \quad (6)$$

### **Medição da Superfície Específica**

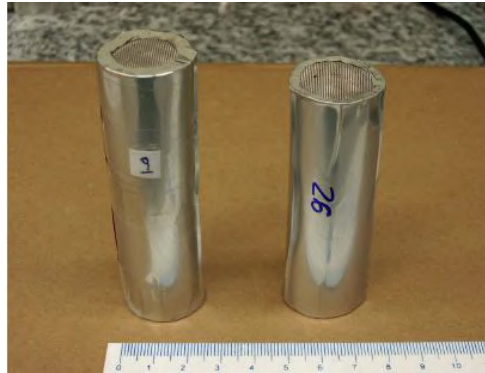
A superfície específica foi calculada com base nos resultados de porosidade e permeabilidade obtidos, utilizando a equação de Kozeny-Carman (Eq.4).

### **Preparações das Amostras**

Foram usadas micro-esferas de vidro com 0,6 a 0,8 mm de diâmetro e caulinita com diâmetro de  $< 0,0039$  mm passante na peneira de 200 mesh. Para os ensaios de porosidade e permeabilidade com análise do efeito da argilosidade foram preparadas 22 amostras sintéticas compostas por micro-esferas de vidro e caulinita, em diversas proporções com mesmo volume. A primeira amostra foi elaborada com 100% de caulinita para 0% de micro-esfera de vidro, a segunda amostra foi elaborada com 95% de caulinita para 5% de micro-esfera de vidro, e a terceira amostra foi elaborada com 90% de caulinita para 10% de micro-esfera de vidro, diminuindo-se as proporções de caulinita e aumentando-se a de micro-esfera de vidro até chegar a 0% de caulinita para 100% de micro-esfera de vidro.

O porosímetro possui diâmetro interno de 2,54 cm (1") e 10,16 cm (4") de comprimento. Como se estava trabalhando com material inconsolidado foi necessário encapsular as amostras a fim de se obter amostras cilíndricas. A preparação das amostras consiste na confecção de um cilindro com paredes laterais compostas por uma folha de alumínio e com faces, nas extremidades superior e inferior, formadas por telas de aço inoxidável com abertura de 200 mesh reforçadas externamente por telas também de aço inoxidável de abertura de 60 mesh.

Após a preparação dos invólucros, estes foram preenchidos com os materiais (micro-esfera e caulinita), finalizando as amostras.

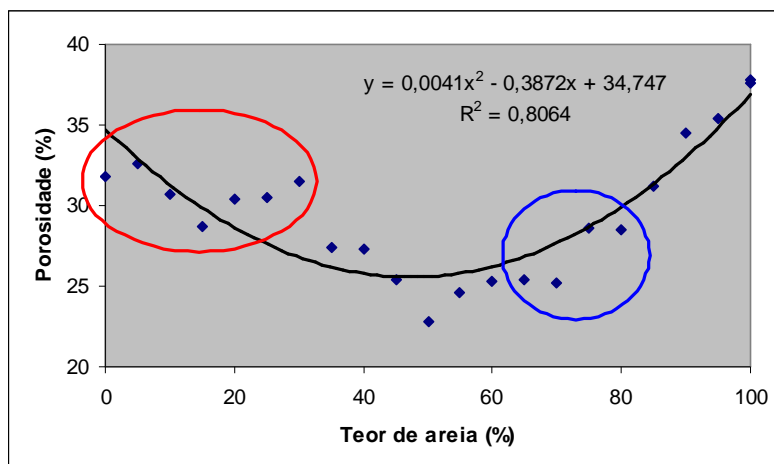


**Figura 11** - Amostras inconsolidadas encapsuladas por alumínio nas laterais e telas de aço inoxidável nas extremidades (escala: cm).

## 4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Os gráficos apresentam os resultados obtidos das 22 amostras de padrão sintético dos sedimentos siliciclásticos com teores crescentes de areia e decrescente de argilosidade.

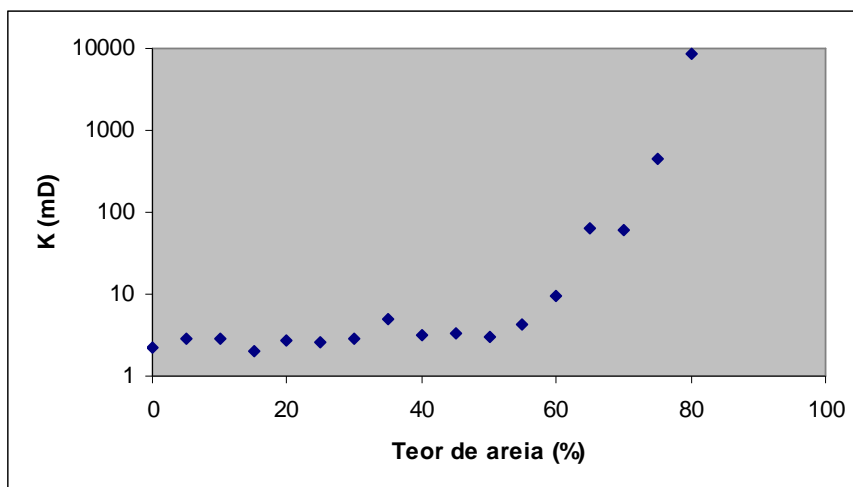
No gráfico 1 é apresentado os valores de porosidade ( $\phi$ ) em função do aumento do teor de areia. É mostrado claramente um comportamento parabólico da porosidade em função do aumento do teor de areia, ou seja, a porosidade é alta tanto para amostras com muitas argilas como para amostras com pouca quantidade de argila, e a porosidade é baixa para amostras medianamente argilosas. Na parte central do gráfico 1, em torno de 35% a 70 % é observado uma diminuição da porosidade pelo aumento da fração de material arenoso, existindo uma proporção percentual da caulinita (argila) com as micro-esferas de vidro. A partir do aumento de 70% das micro-esferas de vidro a porosidade começa a aumentar, pois entre os espaços vazios se diminui a quantidade de caulinita. Vale lembrar que nesse caso trata-se de um padrão sintético com grãos de excelente seleção.



**Gráfico 1** – Relação do teor de areia com a porosidade. A porosidade é alta em amostras com pouco ou muito teor de argila (os pontos em azul escuro representam as medidas obtidas de porosidade de 22 amostras no permoporosímetro, os destaques em azul e vermelho correspondem as medidas que se afastaram a curva de ajuste quadrática, quanto mais próximo os pontos da curva melhor o ajuste ( $R^2$ )).

No gráfico 2 é apresentado os valores de permeabilidade ( $k$ ) em função do teor de areia. Neste caso nota-se um decaimento exponencial da permeabilidade com o aumento da quantidade de caulinita. Amostras com maiores quantidades de argila, superiores a 40% apresentam praticamente os mesmos valores de permeabilidade, indicando que nesse intervalo os valores de permeabilidade não sofrem variações significativas. Por outro lado, com a diminuição da quantidade de argila abaixo de 40% é apresentado altos valores de permeabilidades, o qual se torna fortemente dependente da menor proporção da quantidade de argila.

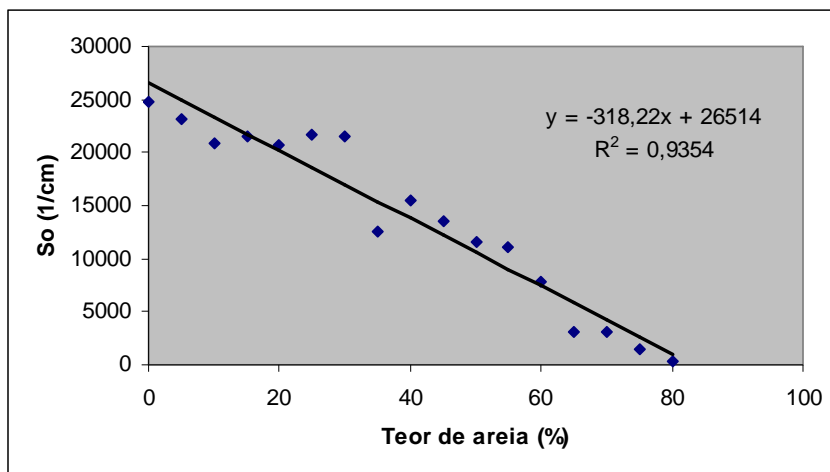
As amostras com argilosidade inferiores a 20% (80% de teor de areia) não puderam ter suas permeabilidades medidas no permoporosímetro a gás. Nestas amostras o fluxo de gás se torna mais intenso, impedindo assim o registro da permeabilidade pelo equipamento, devido ao aumento de velocidade de propagação do gás de nitrogênio na amostra (fluxo não linear) se perde a condição de fluxo uniforme, condição necessária para o uso da equação de Darcy e conseqüente estimativa dos valores de permeabilidades.



**Gráfico 2** – Relação do teor de areia com a permeabilidade. Permeabilidade decresce exponencialmente com o aumento da quantidade de argila (os pontos em azul escuro representam as medidas obtidas de permeabilidade de 22 amostras no permoporosímetro) .

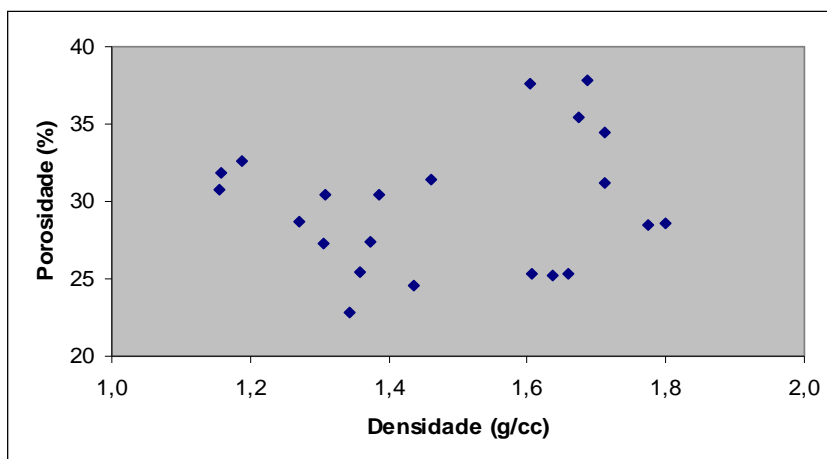
No gráfico 3 é apresentado os valores de superfície específica ( $S_o$ ) estimados para as amostras de padrão sintético dos sedimentos inconsolidados em função do teor de areia. Observou-se que há um crescimento aproximadamente linear da superfície específica com o aumento da argilosidade das amostras.

Como no gráfico 2 anteriormente apresentado não foram expressos os valores correspondente da superfície específica acima de 80% do teor de areia, pois estes dependem do valores de permeabilidade. Os pontos de menores valores do gráfico de superfície específica representam as amostras mais arenosas nas quais se conseguiu medir a permeabilidade. Já as amostras mais argilosas (no início do gráfico) apresentam elevados valores de superfície específica. Esse comportamento está de acordo com o esperado, pois há uma relação inversamente proporcional entre superfície específica e granulometria.



**Gráfico 3** – Relação do teor de areia com a superfície específica. A superfície específica aumenta linearmente com o aumento da quantidade de argila (os pontos em azul escuro representam as medidas obtidas de superfície específica das 22 amostras relacionadas em Eq.4 das medidas do permoporosímetro, a linha em preto corresponde a curva de ajuste linear, quanto mais próximo os pontos da curva melhor o ajuste ( $R^2$ ) ).

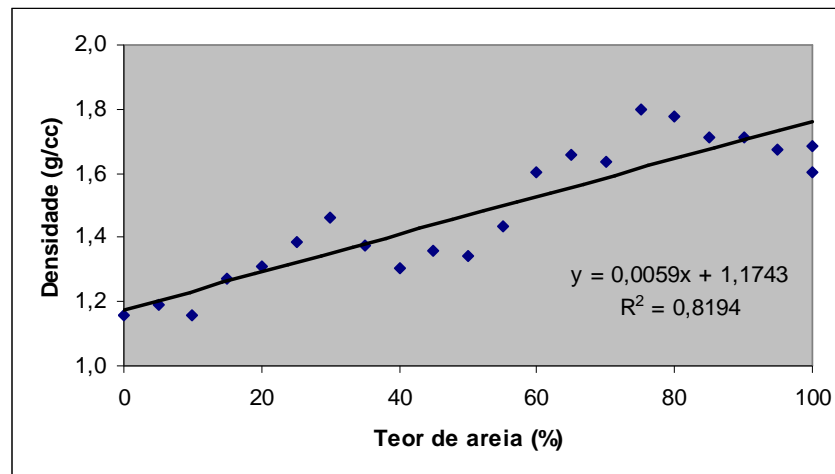
No grafico 4 é apresentada a relação entre a porosidade e a densidade das amostras. Observa-se que não há uma relação da densidade com a porosidade, uma vez que esperava-se que a maior quantidade de argila (microporo) apresenta-se uma menor densidade do que as amostras com maior teor de areia (macroporo).



**Gráfico 4** – Relação da densidade com a porosidade. Nota-se que não há uma relação aparente entre densidade e a porosidade (os pontos em azul escuro representam as medidas das 22 amostras obtidas de densidade relacionadas a Eq. 6 das medidas do permoporosímetro).

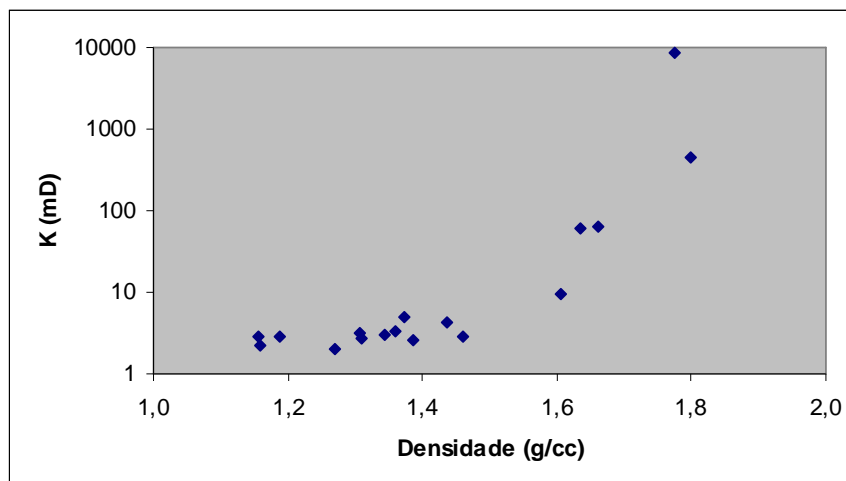


No gráfico 5 é apresentada a relação entre a densidade e o teor de areia. É observado que há uma relação da densidade com a porosidade, uma vez que a argila (microporo) apresenta uma menor densidade do que as amostras com maior teor de areia (macroporo).



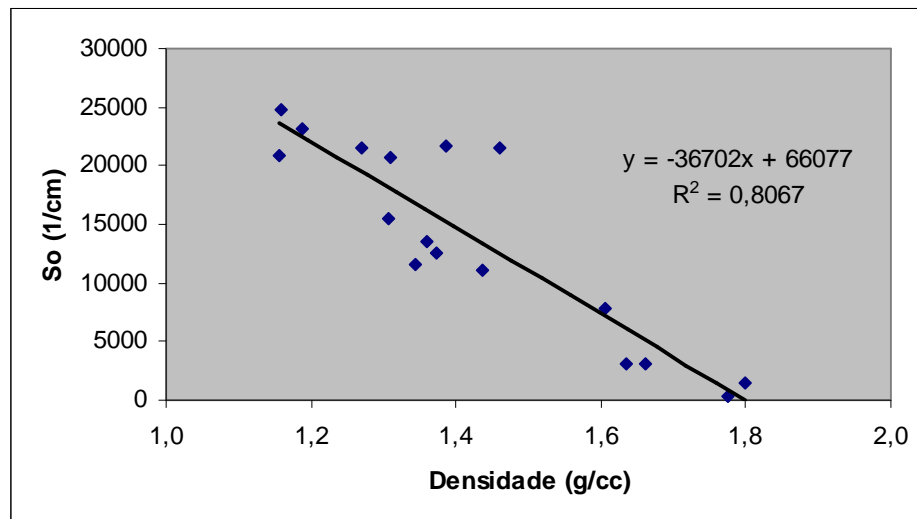
**Gráfico 5** – A densidade diminui linearmente com o aumento da quantidade de caulinita (argila) (os pontos em azul escuro representam as medidas obtidas de densidade das 22 amostras com o aumento da quantidade das micro-esferas, a linha em preto corresponde a curva de ajuste linear, quanto mais próximo os pontos da curva melhor o ajuste ( $R^2$ )).

No gráfico 6 é apresentada a relação entre a permeabilidade efetiva e a densidade. É observado que há uma diminuição exponencial da permeabilidade em função da diminuição da densidade uma vez que a argila (microporo) apresenta uma menor densidade do que as amostras com maior teor de areia (macroporo).



**Gráfico 6** – Permeabilidade decresce exponencialmente com diminuição dos valores de densidade (os pontos em azul escuro representam as medidas obtidas de permeabilidade das 22 amostras com o aumento da quantidade das micro-esferas).

No gráfico 7 é apresentado a relação entre superfície específica e a densidade. É observado que há uma relação linear da superfície específica com a densidade, pois a caulinita apresenta menor fração granulometria que a micro-esfera de vidro. Como já se era esperado, verificou-se que a superfície específica no gráfico foi maior para as amostras com maiores quantidades de caulinita e por consequente menores valores de densidade.



**Gráfico 7** – Superfície específica diminui linearmente com aumento dos valores da densidade (os pontos em azul escuro representam as medidas obtidas de densidade das 22 amostras com o aumento da quantidade das micro-esferas, a linha em preto corresponde a curva de ajuste linear, quanto mais próximo os pontos da curva melhor o ajuste ( $R^2$ )).

## 5. CONCLUSÕES

O permo-porosímetro a gás pode ser utilizado com sucesso na medição das propriedades petrofísicas de solos arenosos e argilosos.

Foi possível observar através do experimento que a porosidade é elevada tanto nas amostras sintéticas com grande e pouca quantidade de argila.

A equação de Kozeny-Carman se mostrou adequada para estimar os valores de superfície específica, nas 22 amostras sintéticas.

A permeabilidade decresce exponencialmente com o aumento da argilosidade, enquanto que a superfície específica aumenta linearmente com argilosidade.

A densidade diminui linearmente com argilosidade, enquanto que a permeabilidade decresce exponencialmente com a diminuição da densidade.

A superfície específica diminui linearmente com o aumento da densidade, embora o erro experimental ( $R^2$ ) seja maior na medida de densidade do que nas medidas de porosidade e permeabilidade.

Os resultados obtidos em laboratório indicam uma forte relação entre os parâmetros do meio poroso com os teores de argilominerais.

A comparação dos teores de areia e argila com a permeabilidade mostrou que valores mais elevados de superfície específica coincidiam com granulometrias mais finas, ou menos permeáveis, como esperado.

Não foram observadas relações lineares entre a porosidade e a densidade.

Através desse estudo pode ser verificada as relações de propriedades petrofísicas em amostras sintéticas uma vez que permite avaliar diferentes propriedades com variações percentuais de argila, pois a terra é composta de diferentes tipos de solos com diferentes variações granulométricas.

Procurou-se assim contrinuir para o melhor entendimento da presença dos argilos minerais em solos.

## 6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CASTAGNA, J.P., BATZLE, M.L. & EASTWOOD, R.L. (1985). Relationships between compressional-wave and shearwave velocities in clastic silicate rocks. *Geophysics*, **50**, 57, 581

CUPERTINO, D.F. (2005). Caracterização de propriedades do meio poroso em solo arenoso através de Pemo- Porosímetro a gás, monografia submetida ao curso de Geologia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 61 p.

HAN, D-H., NUR, A. & MORGAN, D. (1986). Effects of porosity and clay content on wave velocities in sandstones. *Geophysics*, **51**, 2093-2107.

MITCHELL, J.K. 1976. Fundamentals of Soil Behavior. John Wiley & Sons Inc, New York, 422p.

PETTIJOHN F.J., POTTER P.E., SIEVER R. 1987. Sand and Sandstone. Springer-Verlag Inc, New York, 533p.

TOSAYA, C. & NUR, A. (1982). Effects of diagenesis and clays on compressional velocities in rocks. *Geophysical Research Letters*, **9**, 5-8.

SCHEIDEGGER, A. E. 1974, The physics of flow porous media. University of Toronto Press.

ZAHAF, K. & TIAB, D. (2002). Vertical permeability from in situ horizontal measurements in shaly-sand reservoirs.

WYLLIE, M.R.J. & GREGORY, A.R. (1955). Fluid flow through unconsolidated porous aggregates: effects of porosity and particle shape on Kozeny-Carman constants.

*Industry and Engineering Chemistry*, 47 (7): 1379-1388.

WYLLIE, M.R.J. & GREGORY, A.R. 1955. Fluid flow through unconsolidated porous aggregates: effects of porosity and particle shape on Kozeny-Carman constants. *Industry and Engineering Chemistry*, 47 (7): 1379-1388.

## **ANEXO**



## Quantificação experimental do efeito da argilosidade sobre propriedades petrofísicas de sedimentos siliciclásticos

José Agnelo Soares<sup>1</sup>, Giovanni C. Staef<sup>2</sup>, Maura Renata de T. Carvalho<sup>3</sup>, Dayvison Carlos C. Carvalho<sup>3</sup>, Hudson Passos<sup>3</sup>  
<sup>1</sup>Universidade Federal de Campina Grande, <sup>2</sup>Observatório Nacional, <sup>3</sup>Universidade Federal do Rio de Janeiro.

Copyright 2007, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

This paper was prepared for presentation at the 10<sup>th</sup> International Congress of The Brazilian Geophysical Society held in Rio de Janeiro, Brazil, 19-22 November 2007.

Contents of this paper were reviewed by the Technical Committee of the 10<sup>th</sup> International Congress of the Brazilian Geophysical Society and do not necessarily represent any position of the SBGf, its officers or members. Electronic reproduction, or storage of any part of this paper for commercial purposes without the written consent of the Brazilian Geophysical Society is prohibited.

### Abstract

Experimental quantification of clay content effect on petrophysical properties of sand-shaly sediments is explored here through the use of a synthetic standard composed of glass micro spheres and caulinite clay. Mean diameter of micro spheres is 0.7 mm, representative of mean graded sand, and the clay is passant in a 200 mesh screen. The synthetic standard is used here because its admittance for whole possible sand-clay mixture. Seven centimeters long samples are used based on a sensitivity analysis to sample length. Furthermore, P-wave velocities are measured on natural unconsolidated sediments. Results show that permeability decays under an exponential function with clay content while porosity decays as a parabolic function. Meanwhile, sample density holds a linear inverse relationship with clay content. Estimative of specific surface area through Kozeny-Carman equation shows that this property keeps a directly linear dependency with clay content. Experimental measurements of P-wave velocities of dry natural unconsolidated sediments generate fitting functions which may be used to predict their velocities under any effective pressure condition.

### Introdução

Propriedades petrofísicas como porosidade e permeabilidade são parâmetros essenciais para a simulação de fluxo e consequente gerenciamento de reservatórios de petróleo, gás ou água subterrânea. Aplicações importantes dessas propriedades são também encontradas em estudos de caracterização geoambiental, onde esses parâmetros têm grande impacto na avaliação de possíveis expansões de plumas contaminantes.

Diversos autores [Tosaya & Nur, 1982; Castagna *et al.*, 1985; Han *et al.*, 1986; Zahaf & Tiab, 2002] relatam o efeito da argilosidade sobre as propriedades petrofísicas de sedimentos e de seus agregados, bem como o consequente impacto sobre as velocidades de propagação das ondas elásticas nesses materiais. Essas velocidades são fortemente dependentes da composição e da porosidade dos sedimentos. Por sua vez, a porosidade e a permeabilidade dos sedimentos são fortemente controladas pelo teor e distribuição e dos argilominerais contidos nesses materiais.

A quantificação ampla do efeito da argilosidade sobre sedimentos naturais é muito difícil, principalmente porque é quase impossível amostrar um mesmo tipo sedimentar com teores de argila variando de zero a cem por cento. Por essa razão, neste trabalho foi utilizado um padrão sintético de sedimento composto por micro-esferas de vidro com diâmetro de 0,7 mm (característico de uma areia média) e com dosagens variadas, em peso e por amostra, de caulinita pura com granulometria correspondente ao passante em peneira de 200 mesh.

A motivação para o presente estudo experimental sobre o efeito da argilosidade sobre propriedades petrofísicas de sedimentos advém de uma solicitação para a medição da velocidade de propagação da onda compressional em amostras de sedimentos naturais oriundos da Restinga da Marambaia, um cordão arenoso típico de ambiente de transição localizado no litoral do estado do Rio de Janeiro. As amostras recebidas eram compostas por sedimentos siliciclásticos inconsolidados de granulometria variada acrescidos de matéria orgânica na forma de pequenas raízes, caules, folhas e restos de carapaças animais.

### Procedimentos experimentais

As análises experimentais foram realizadas no Laboratório de Petrofísica da UFRJ e são compostas por medições de porosidade, permeabilidade, densidade e velocidade de propagação da onda compressional. Para as medições de porosidade e permeabilidade foi utilizado o permoporosímetro a gás apresentado na Figura 1. Este equipamento é composto por uma câmara de confinamento para as amostras, um console de medição e controle, e um micro-computador acoplado que é dedicado à aquisição, processamento e armazenamento dos dados. As amostras devem ser previamente limpas e secas, e devem ser confinadas durante as medições, entre 400 psi e 10.000 psi. O limite inferior de pressão de confinamento é necessário para garantir que o gás não passará pelo espaço entre a amostra e a parede da câmara de confinamento. Já o limite superior de pressão permite que as medições possam ser realizadas em um ambiente que simula grandes profundidades, quando necessário. Para a medição das propriedades petrofísicas de sedimentos superficiais, cuja pressão corresponde à pressão ambiente, recomenda-se medir a várias pressões (acima de 400 psi), gerar uma curva de ajuste e extrapolar para a pressão ambiente. O uso de sedimento inconsolidado nesse equipamento exige uma preparação prévia das amostras, de modo a se obter uma amostra cilíndrica com dimensões bem definidas e facilmente mensuráveis.